



Contribuição à Consulta Pública nº 36/2017

Limites de Revisão de Garantia Física de Energia de
Usinas Hidrelétricas

Brasília, 28 de agosto de 2017

Sumário

Sumário	2
Introdução	3
Desafios Envolvendo o MRE.....	4
Contribuição Técnica.....	11
Impacto das Medidas no P_{MIX} das Distribuidoras	14
Contribuição Jurídica	17
Conclusão	21

Introdução

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), criado em 1998, tem o intuito de mitigar o risco hidrológico. A partir de 2014, devido ao agravamento da crise hídrica, diversas características do mecanismo têm sido questionadas, gerando ações judiciais e liminares que vem inviabilizando o eficiente funcionamento do Mercado de Curto Prazo.

O Grupo de Trabalho para Aprimoramento do MRE (GT-MRE) foi constituído buscando aprofundar análises sobre medidas estruturais de sustentabilidade do MRE. Um dos estudos realizados envolvem a avaliação jurídica e técnico-econômica da violação dos limites de revisão de garantia física (GF) de usinas concedidas no regime de cotas de garantia física e Itaipu.

O GT é coordenado pela Secretaria Executiva (SE/MME) e conta com a participação da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE/MME), Secretaria de Energia Elétrica (SEE/MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Em 17 agosto de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou no Diário Oficial da União a Portaria nº 322/2017, que divulgou a Consulta Pública 036/2017.

No âmbito da Consulta Pública, o MME divulgou o Relatório Técnico “Avaliação dos Limites de Revisão de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas”, onde foi exposta análise do caso em questão, tanto da parte jurídica, quanto do impacto financeiro.

Segundo as avaliações apresentadas, há possibilidade de revisar o valor de Garantia Física das usinas Cotistas e Itaipu, tendo em vista o exposto: “(i) suas receitas não estão atreladas à garantia física; (ii) o risco hidrológico é alocado ao consumidor regulado; (iii) os investimentos de implantação, no caso das usinas cotistas, já foram amortizados durante o período da outorga ou indenizados; e (iv) remuneração dos investimentos a serem realizados também não estão atrelados à garantia física”.

O presente documento contém as contribuições da EDP – Energias do Brasil S.A. (“EDP”), cujas análises ora apresentadas foram embasadas nos dados e informações disponibilizados pelo MME, em seu sítio na internet.

Desafios Envolvendo o MRE

Na matriz energética atual, conforme pode ser observado na Figura 1, a geração hidroelétrica é predominante, correspondendo a 69% da capacidade instalada e, de acordo com o Plano Decenal, será um vetor importante de ampliação da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

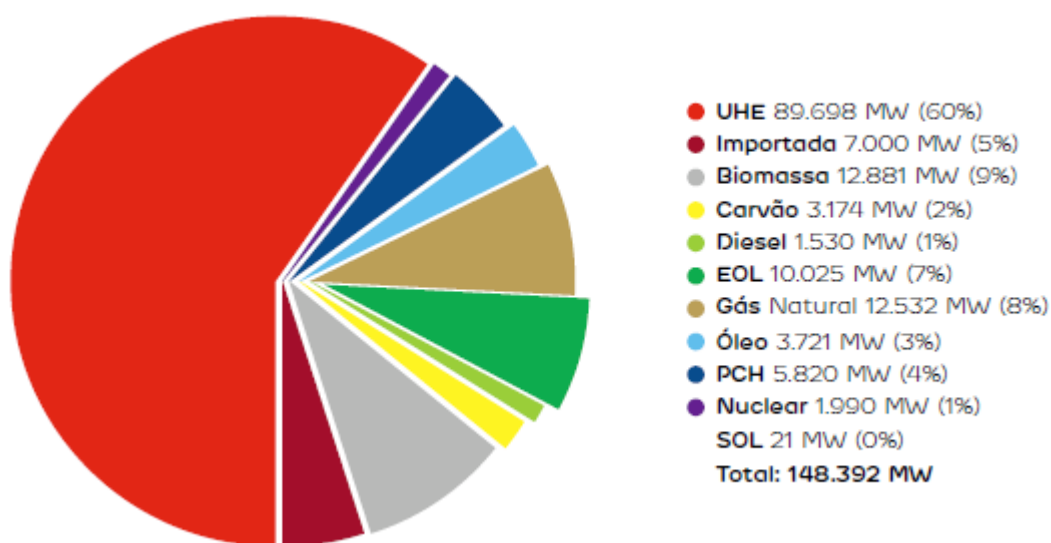


Figura 1 - Capacidade Instalada no SIN em dezembro de 2016 – Fonte EPE (PDE 2026).

O mecanismo de realocação de energia (MRE), previsto na Lei 9.648/1998 e mantido na Lei 10.848/2004, foi estabelecido como um sistema colaborativo que objetivava impulsionar ganhos de eficiência decorrente da operação centralizada do Sistema Elétrico Brasileiro. Representava uma tentativa, como poucas no mundo, de promover, por meio do sistema interligado, a transferência de energia entre bacias, gerando o que os especialistas chamavam de “a terceira parcela de energia”¹.

De forma sucinta, o MRE foi concebido para compartilhar o risco hidrológico: uma usina hidroelétrica não estaria sujeita ao risco de não haver água em seu rio, pois teria sua baixa produção compensada por outras usinas que não estivessem observando uma estiagem. Em contrapartida, essa mesma usina compartilharia o excesso de produção quando a sua vazão afluente fosse abundante.

¹ FERREIRA, Carlos Kawall Leal. Privatizing the electric power sector in Brazil. Trabalho apresentado no seminário internacional “Privatization in Brazil: The case of Public Utilities”, BNDES, Rio de Janeiro, 29-30 abril, 1999.

O desempenho global do MRE pode ser avaliado recorrendo-se à Figura 2:

- O volume total de energia produzido pelas usinas hidroelétricas participantes do MRE, em GW médios, corresponde às barras vermelhas;
- O volume total da garantia física das mesmas usinas, também em GW médios, corresponde às barras cinzas;
- A linha vermelha corresponde ao *Generation Scaling Factor (GSF)*, definido como a razão entre o volume de energia produzido e o volume de garantia física:
 - Um valor de GSF inferior a 100% indica que as usinas hidroelétricas estão deficitárias, com produção inferior à Garantia Física e com uma alocação de energia.
 - Um valor de GSF superior a 100% indica superávit, com venda de energia a mercado.

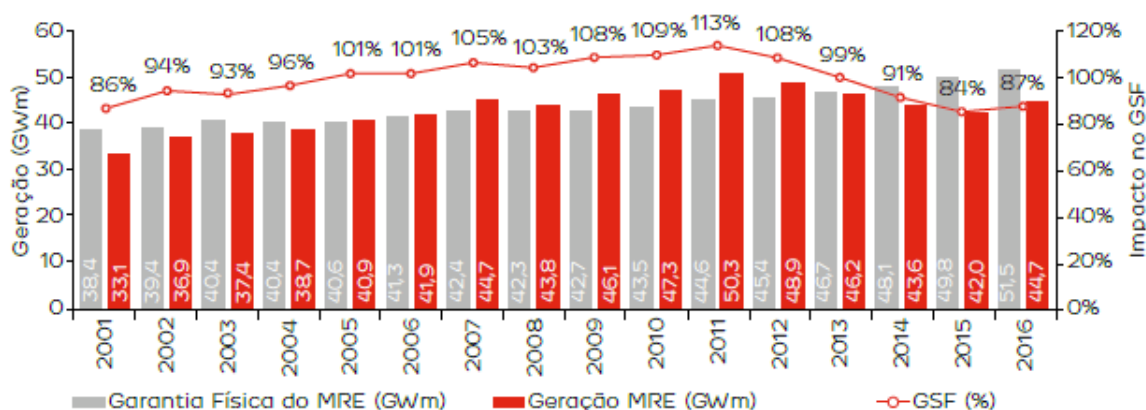


Figura 2 – Produção Total de Energia do MRE desde 2001.

Conforme pode ser observado, há dois períodos históricos relativamente longos em que o GSF apresentou valores inferiores a 100%: de 2001 a 2004 (5 anos), e de 2013 a 2017 (também 5 anos). De forma oposta, de 2005 a 2012 (8 anos), o GSF apresentou valores superiores a 100%.

No primeiro período de GSF inferior a 100%, o consumo de energia elétrica estava baixo no país devido ao racionamento de 2001. Na ausência de consumo, a produção das hidroelétricas foi realmente baixa, caracterizando um evento natural e associado à natureza do próprio MRE.

No segundo período de GSF inferior a 100%, a partir de 2013, o PLD possuía valor elevado, determinando déficits econômicos relevantes para os participantes do MRE.

As receitas e custos associados ao MRE são apresentados na Figura 3.

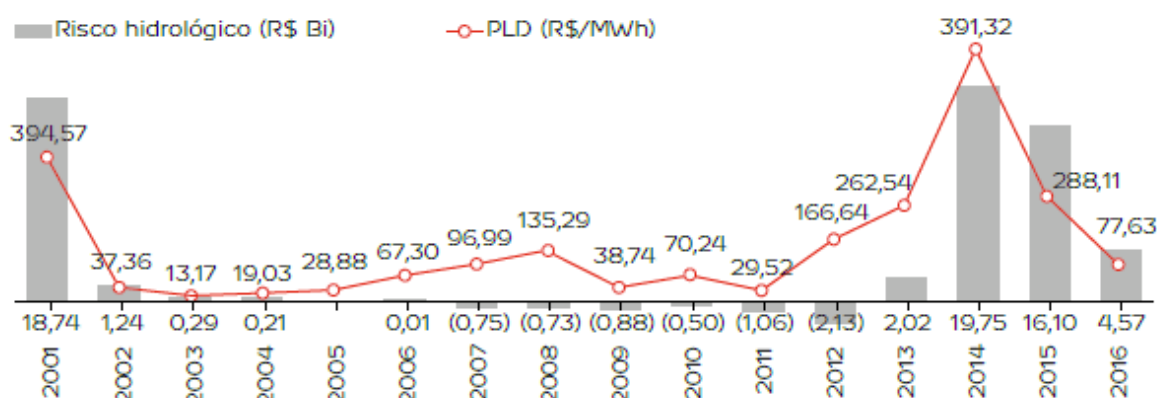


Figura 3 – Receitas e Custos do MRE desde 2001.

A problemática envolvendo o MRE deve-se ao fato que este mecanismo passou a absorver riscos que não guardam mais relação direta com o risco hidrológico: (i) revisão da garantia física das usinas; (ii) geração de energia de reserva; (iii) parque termoeletrico com predominância de usinas de alto custo variável; (iv) geração fora da ordem de mérito; (v) atraso da entrada de linhas de transmissão responsáveis pelo escoamento da energia de empreendimentos de geração de grande porte.

O acúmulo desses riscos fez com que o MRE começasse a enfrentar uma série de problemas, cujo diagnóstico está detalhado abaixo.

Revisão da Garantia Física das Usinas

Segundo o Decreto nº 2.655/1998, a cada usina hidroelétrica é atribuído um valor de garantia física de energia, que corresponde ao limite máximo empregado na contratação de energia. Ademais, é previsto que esse montante pode ser revisto a cada 5 anos ou na ocorrência de fatos relevantes.

Adicionalmente, o Decreto determina que para as usinas hidrelétricas participantes do MRE as reduções de garantia física devem ser limitadas em 5% do valor estabelecido na última revisão e, no máximo, em 10% da sua garantia física originalmente estabelecida.

É essencial revisar a garantia física das usinas em razão de alterações nas características dos empreendimentos, na composição da matriz de geração, nas diretrizes operacionais e no critério de suprimento. Ocorre que, durante anos, o Poder Concedente não utilizou este mecanismo, sendo a compensação de eventuais desvios mitigados mediante contratação de Energia de Reserva.

Assim, a somatória do valor total das garantias físicas participantes do MRE não corresponde à realidade operativa das usinas.

Nesse contexto, a ausência de revisitar a opção de contratação de fontes intermitentes para compor o portfólio da geração de energia de reserva impacta o MRE.

Geração de Energia de Reserva

A princípio, usinas de reserva deveriam ser usinas que permaneceriam desligadas a maior parte do tempo e que seriam acionadas quando houvesse algum evento extremo como, por exemplo, uma estiagem prolongada ou uma falha em alguma estrutura física relevante do sistema (linha de transmissão, usina, etc.).

Ocorre que os Leilões de Reserva contrataram energia de usinas praticamente inflexíveis, tais como usinas eólicas, solares e usinas térmicas movidas a biomassa. Essas usinas, produzindo energia de forma independente da situação energética, acabam deslocando a produção hidroelétrica e contribuindo para a redução do valor do GSF.

De acordo com a produção mensal das usinas de reserva apresentada na Figura 4, nota-se que o impacto no MRE pode chegar a até 6% em alguns meses.

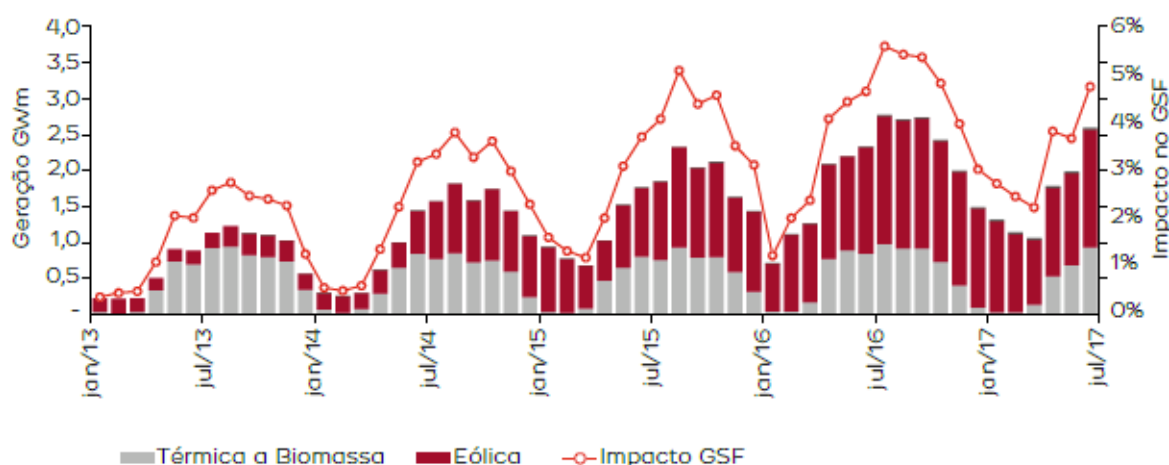


Figura 4 – Geração da Energia de Reserva e Impacto no GSF.

Nesse contexto, a opção de contratação de fontes intermitentes para compor o portfólio da geração de energia de reserva impacta o MRE.

Parque Termoelétrico

O parque termoelétrico brasileiro cresceu em capacidade principalmente como resultado dos leilões de energia nova realizados a partir de 2005. Dentre as novas termoelétricas licitadas e construídas, verifica-se que 55% das usinas possuem Custo Variável Unitário (CVU) acima de R\$ 200/MWh, conforme apresentado:

- 45% referem-se a usinas de baixo CVU (inferior a R\$200/MWh);

- 27% referem-se a usinas de CVU moderado (entre R\$200/MWh e R\$500/MWh);
- 28% referem-se a usinas de CVU elevado (superior a R\$500/MWh).

Em decorrência das contratações realizadas, o custo marginal de operação, resultante do acionamento das termoeletricas por ordem de mérito de custo, apresenta uma inclinação relativamente elevada, tal como indicado na Figura 5.

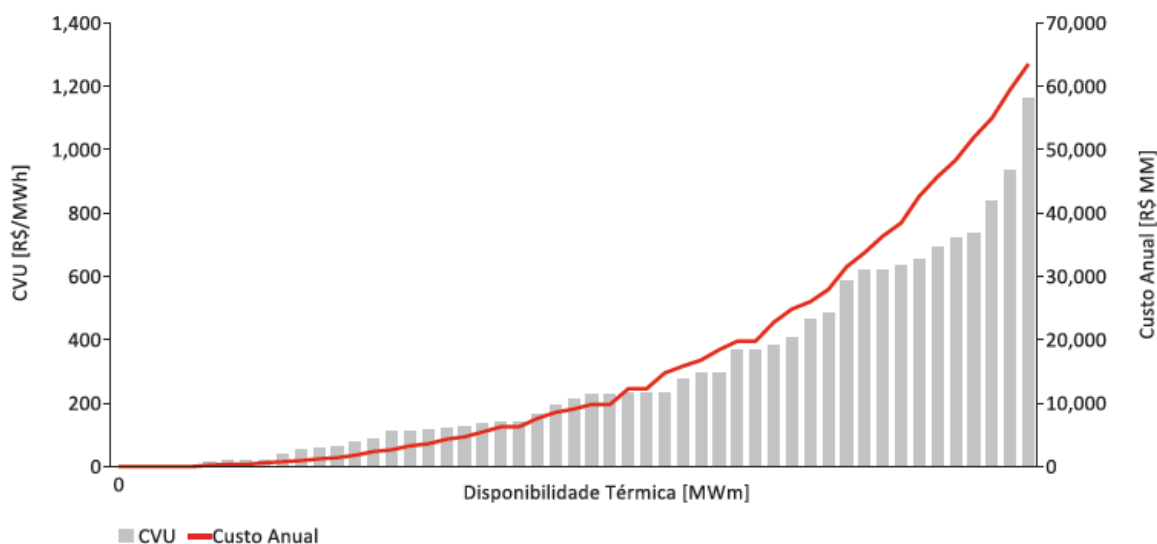


Figura 5 – Custo Marginal de Operação resultante do Empilhamento das Termoeletricas.

Como resultado, variações de despacho termoeletrico relativamente pequenas determinam elevações significativas no CVU da termoeletrica mais cara que é despachada, com reflexos diretos no PLD e no custo dos geradores do MRE com a compra de energia a mercado para compensar o GSF inferior a 100%.

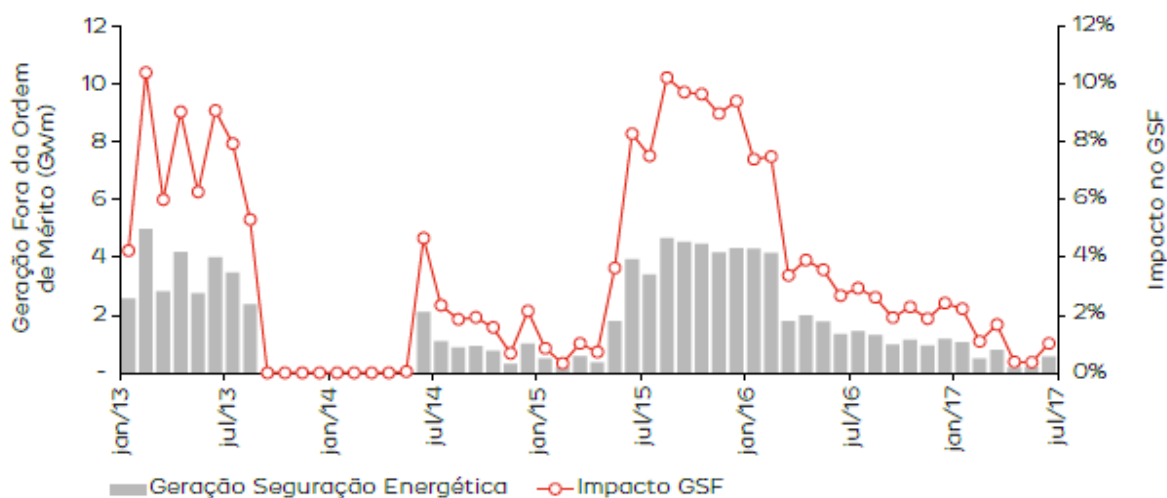
Se o parque termoeletrico possuísse termoeletricas com baixo custo variável, os custos associados a uma seca seriam menos severos, bem como o custo de exposição das hidroeletricas do MRE ao GSF.

Nesse contexto, a configuração de um parque termoeletrico com elevado CVU impacta o MRE.

Geração Fora da Ordem de Mérito

A Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) corresponde ao despacho de usinas termoeletricas não determinados pelos modelos computacionais utilizados para otimizar a operação energética do SIN. Ou seja, os modelos indicam que algumas termoeletricas mais caras devem ficar desligadas, mas para elevar a segurança energética do sistema, o ONS decide pelo despacho adicional de algumas dessas usinas.

Tal medida foi responsável por reduções significativas no GSF, descolando a produção das usinas hidroelétricas em até 10% em alguns meses, tal como pode ser observado na Figura 6.



Uso das Interligações para Compensar Intermitência

Com a expansão da capacidade instalada em usinas intermitentes, o ONS precisa elevar os níveis de reserva operativa sistêmica. Para tanto, o Operador conta com usinas termoelétricas de partida rápida, com usinas termoelétricas despachadas em carga reduzida, e com os intercâmbios regionais.

Quando a Reserva Operativa Sistêmica é alocada nos intercâmbios, a produção hidroelétrica que migraria de uma região de menor custo marginal de operação para outra de maior custo marginal de operação acaba não ocorrendo, o que reduz o volume financeiro que seria revertido em prol do MRE para compensar seus custos alocativos.

Sem a compensação de custos, as usinas participantes do MRE acabam experimentando prejuízos que não estão associados ao Risco Hidrológico, mas sim ao risco de despacho das fontes intermitentes. De forma concreta, de outubro/2015 a setembro/2016, as Exposições Residuais do MRE superaram R\$ 800 milhões.

Nesse contexto, o risco associado ao uso das interligações para compensar a intermitência impacta o MRE.

Riscos Associados ao MRE

Assim, é evidente que o MRE tem absorvido riscos sistêmicos que não estão associados à hidrologia, tais como: atrasos na revisão da garantia física das usinas, geração de energia de reserva, sobrecustos decorrentes do parque termoelétrico relativamente caro, deslocamentos das termoelétricas despachadas fora da ordem de mérito de preço, sobrecustos associados aos atrasos nos sistemas de transmissão, além dos serviços de reserva operativa.

A assunção de riscos não associados ao MRE tem descaracterizado o mecanismo. Neste contexto, o MME por meio desta Consulta Pública 036 aborda apenas um dos fatores que impactam o MRE. A EDP acredita ser importante avaliar todos os impactos, a fim de eliminar tais fatores do cálculo do MRE, retornado à sua missão original por ocasião de sua criação.

A EDP defende que o MRE compartilhe apenas os riscos de natureza estritamente hidrológica entre os geradores participantes.

Contribuição Técnica

No âmbito da proposta, é imprescindível avaliar os impactos reais, e como quantificá-los corretamente. A redução da garantia física das usinas cotistas e de Itaipu tem por objetivo representar o valor real da garantia física destas usinas, utilizando o valor obtido através da metodologia vigente.

Esta redução acarretará, inicialmente, um aumento do GSF (*Generation Scaling Factor*, ou déficit de geração hídrica), devido à redução da garantia física do MRE, com a geração das usinas mantida, como mostrado nas simulações do relatório.

Neste ponto, a EDP, em simulações utilizando valores internos, obteve resultados similares aos obtidos pelo GT-MRE, como pode ser visto na Figura 7.

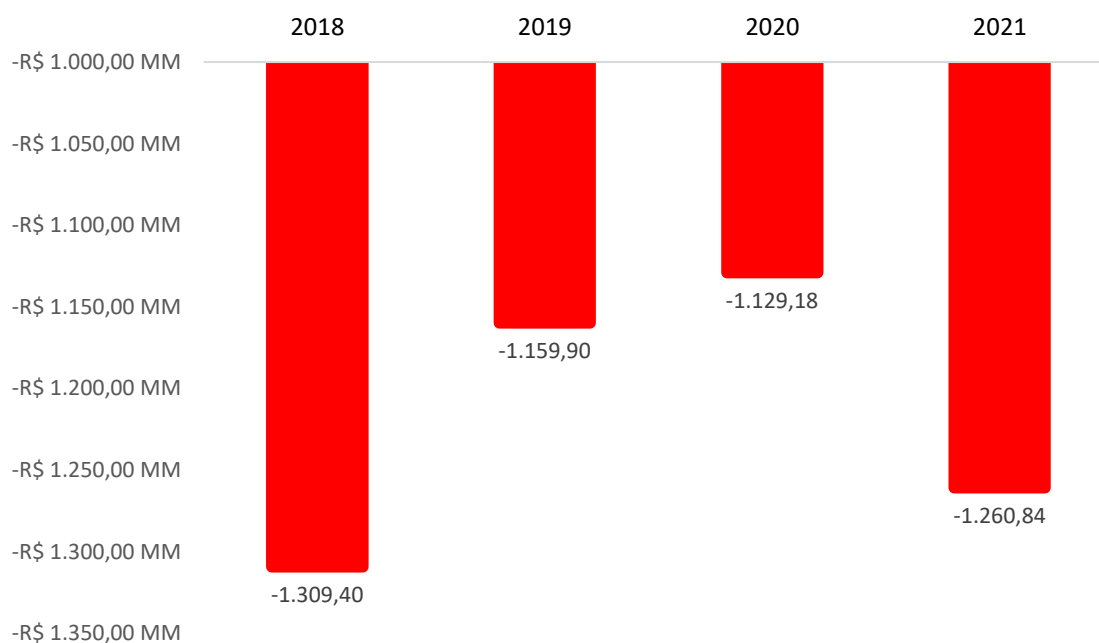


Figura 7 - Impacto monetário da redução de garantias físicas no GSF

Como pode ser observado, a redução de custo com GSF seria da ordem de R\$ 4,8 bilhões durante o período de 2018 a 2021.

Quanto aos impactos ao consumidor, pode-se destacar os 3 (três) mais representativos:

- **Compra de Energia** – Esta é contratada por meio dos leilões regulados, ou leilões ACR (Ambiente de Contratação Regulado), por preços não gerenciáveis pela distribuidora, a qual está exposta as condições do leilão do qual precisa

participar para recompor seu lastro de energia. Trata-se de toda a energia comprada pelas distribuidoras para o atendimento do mercado cativo;

- Risco Hidrológico – Energia alocada por meio da distribuição de cotas transfere a responsabilidade pelo risco hidrológico ao consumidor cativo;
- Sobrecontratação – Montante de energia contratada pelas distribuidoras que ultrapassa o limite regulatório com possibilidade de repasse às tarifas dos consumidores cativos (105%).

Para o impacto relacionado à “Compra de Energia”, considerou-se que o universo das distribuidoras do Brasil está sobrecontratado e, por conseguinte não necessitaria cobrir esta energia que seria abatida com a redução das garantias físicas. Haveria sim, algumas distribuidoras que poderiam ficar subcontratadas com a medida, porém, o Mecanismo Contratação de Sobras de Déficits (MCSD) seria responsável pela redistribuição desta energia entre as distribuidoras. Levando isso em consideração é possível observar um impacto positivo ao consumidor, como pode-se observar na Figura 8, pois só haveria redução na quantidade de energia, sem qualquer aumento imediato no custo.

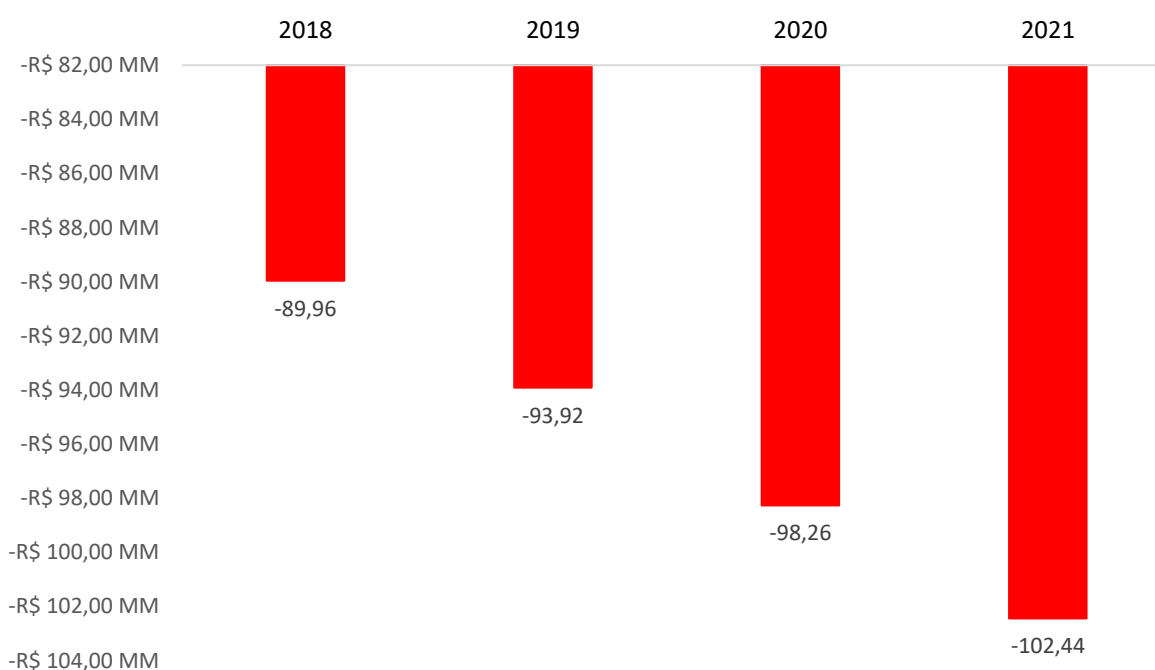


Figura 8 - Efeito da redução de garantia física na compra de energia das distribuidoras.

Quanto ao Risco Hidrológico, observa-se a redução de 3 (três) de suas componentes, pagas pelos consumidores cativos: (i) Itaipu; (ii) Cotistas; e (iii) Usinas que repactuaram no ACR. Todas estas componentes terão significativa redução, diretamente relacionadas a melhoria dos valores do GSF. Estas melhorias são observadas na Figura 9.

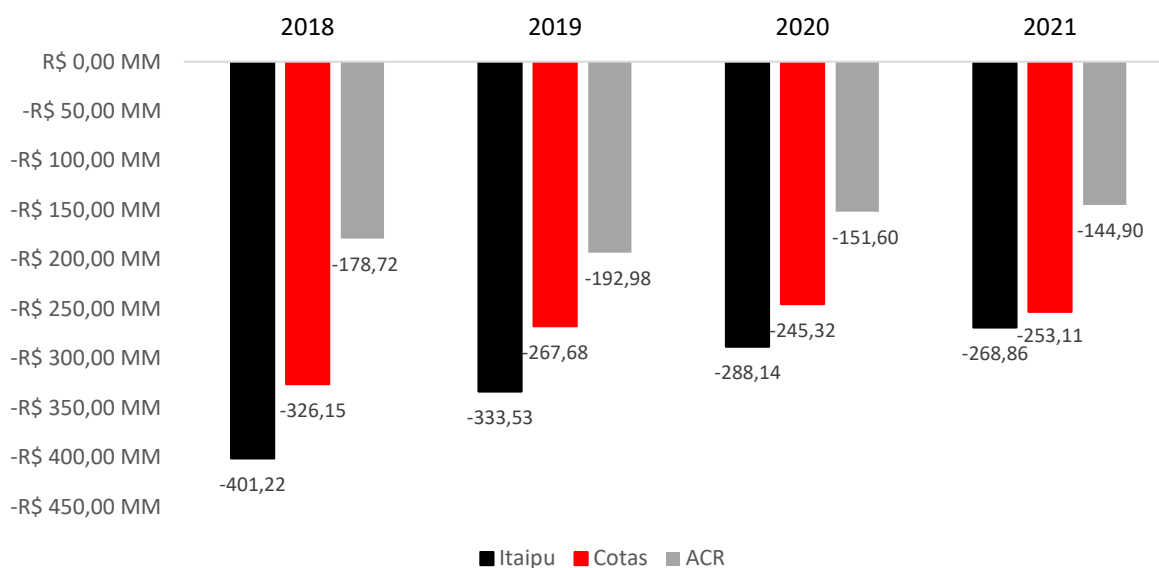


Figura 9 - Efeito da redução de garantia física no Risco Hidrológico.

Por fim, com a redução dos contratos, haverá uma redução sistêmica da sobrecontratação das distribuidoras, fazendo com que os consumidores recebam um benefício tarifário menor. Neste caso, se o PLD estiver acima do P_{MIX} da distribuidora, o consumidor receberá os lucros da venda desta energia no curto prazo, caso contrário, arcará com o custo. Os valores por ano são mostrados na Figura 10.

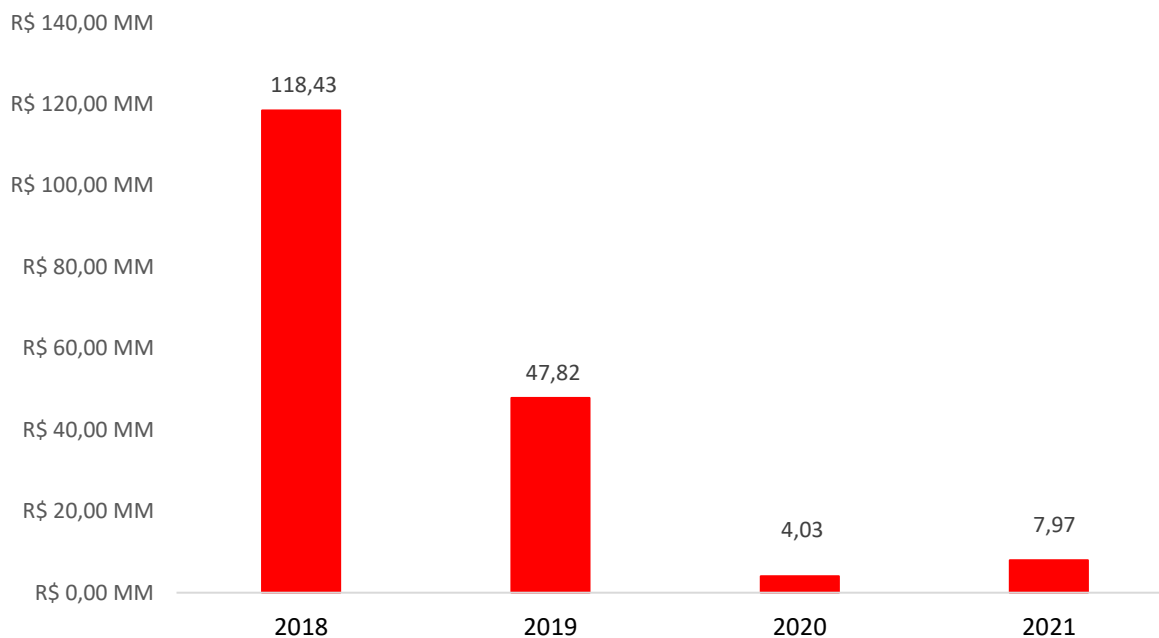


Figura 10 - Efeito da redução de garantia física na sobrecontratação.

Somados os efeitos apresentados, o consumidor brasileiro perceberá uma redução da ordem de R\$ 3,2 bilhões em 4 anos, ou cerca de R\$ 800 milhões ao ano.

Impacto das Medidas no P_{MIX} das Distribuidoras

Ao diminuir o valor da garantia física para as usinas cotistas e Itaipu, excedendo os limites estabelecidos no Decreto nº 2.655/1998, haverá um impacto no valor do P_{MIX} das distribuidoras.

Na realidade, como as distribuidoras não contam com gerência suficiente em relação à contratação de energia e não há lógica econômica com relação à contratação de energia no ambiente regulado, este impacto terá intensidades diferentes, dependendo da distribuidora avaliada.

Para comprovar este casuísmo, a EDP realizou um estudo, com base em um universo de 47 distribuidoras, que respondem por 98 % da Energia Distribuída no país.

Com relação à contratação de energia de Itaipu, o rateio é realizado somente entre as distribuidoras da região Sul e Sudeste, na proporção do tamanho de seus respectivos mercados.

Analisando a Figura 11, onde o eixo x representa o porte relativo da distribuidora e no eixo y a participação de Itaipu no portfólio de contratos de energia, observa-se uma nuvem de pontos praticamente aleatória. É interessante destacar que há várias distribuidoras sem contratos de Itaipu, enquanto que a proporção de contratos de Itaipu no portfólio das demais distribuidoras varia de aproximadamente 12% a pouco mais de 20%.

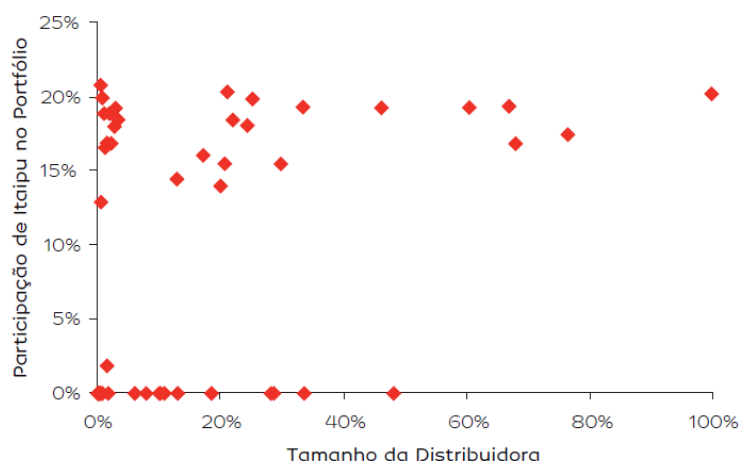


Figura 11 – Participação de Itaipu em função do tamanho da distribuidora.

Já com relação à contratação da energia proveniente das usinas que renovaram suas concessões sob o regime de cotas, o reateio foi realizado entre as distribuidoras, para promover um desconto tarifário uniforme em todo o país, em janeiro de 2013.

Posteriormente, foram determinadas medidas progressivas de adequação da alocação, com base no mercado das distribuidoras.

Analisando a Figura 12, onde o eixo x representa o tamanho relativo da distribuidora e no eixo y a participação de cotas no portfólio de contratos de energia, observa-se que a distribuição não possui uma correlação com o tamanho da distribuidora. Há distribuidoras com portes muito semelhantes que apresentam participações de Cotas de 0% a até 35%, de forma totalmente não gerenciável pelas distribuidoras.

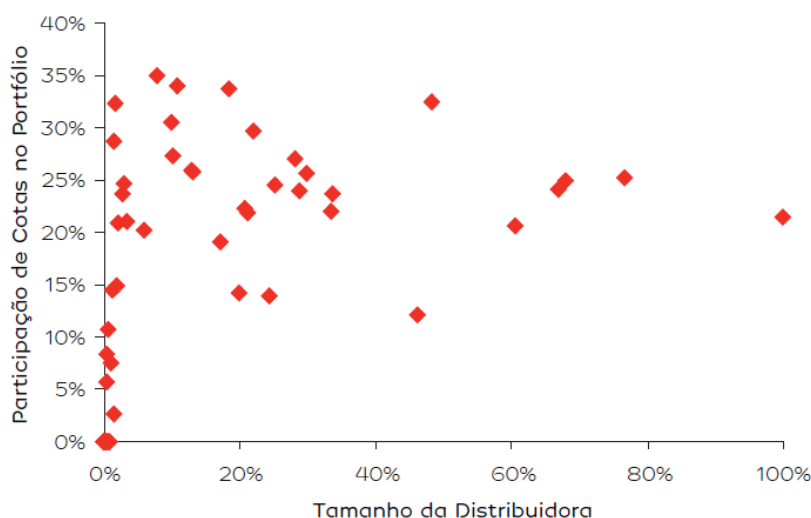


Figura 12 - Participação de Cotas em função do tamanho da distribuidora

Na realidade, os atuais portfólios de compra de energia submetem as distribuidoras a diferentes níveis de riscos não gerenciáveis, como a exposição à variação do dólar (no caso da energia contratada com Itaipu), o risco hidrológico (decorrente da energia das usinas cotistas, Itaipu e contratos repactuados), somados a atrasos dos projetos de geração (no caso da energia oriunda dos CCEARs), etc.

Nesse contexto, a EDP entende que a adoção de um P_{MIX} unificado, com operações centralizadas, promoverá simplicidade e eficiência alocativa.

O portfólio de energia das distribuidoras não demonstra uma lógica construtiva baseada em racionalidade econômica. Trata-se do resultado de uma combinação casuística entre as ofertas dos agentes de geração e as necessidades dos agentes de distribuição declaradas nos Leilões, assim como da intervenção governamental levada a efeito no ano de 2013, para que todos os consumidores atendidos em baixa tensão contassem com uma redução tarifária de 20%.

O processo de equalização do P_{MIX} é necessário para permitir a adequada alocação racional de custos. Para avaliar o impacto desta medida, foi realizada uma simulação comparando a tarifa final média vigente, com uma tarifa final média na hipótese de

centralização de todos os contratos regulados, considerando que todas as distribuidoras adquirissem energia ao P_{MIX} Brasil. O resultado da simulação é apresentado na Figura 13.

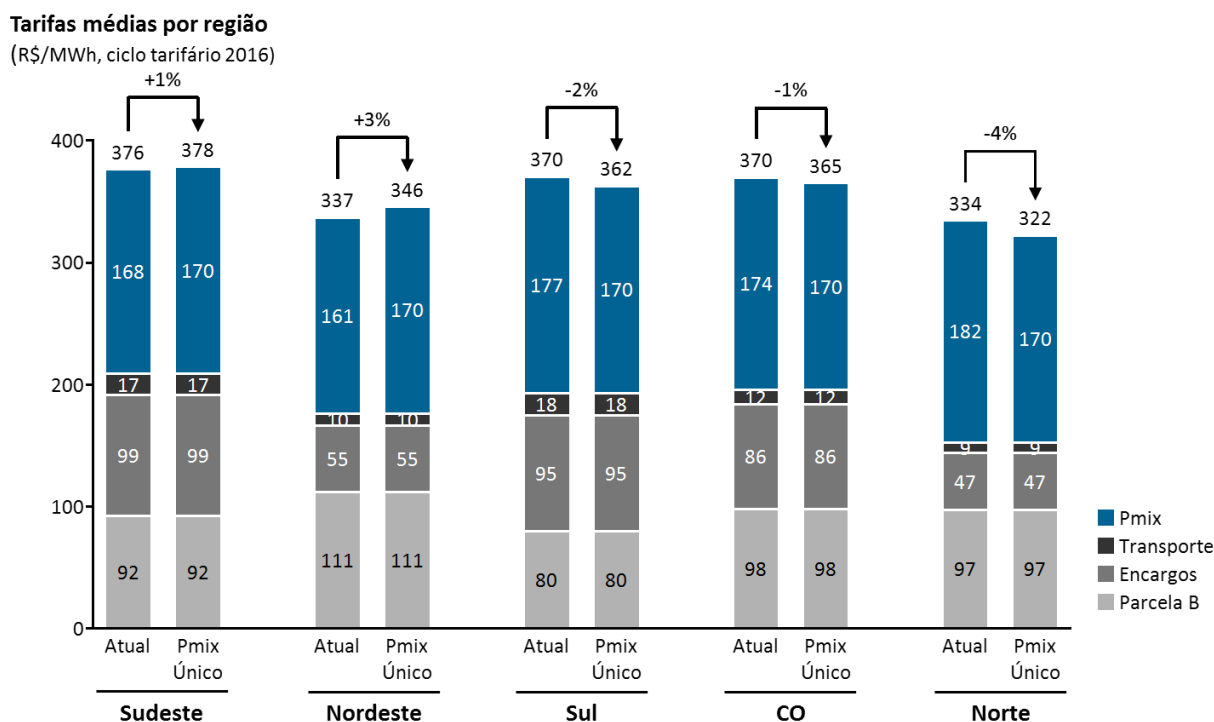


Figura 13 – Impacto do PMIX na Tarifa Média por Região (Fonte: ANEEL – SPARTA).

Resulta que o custo médio da energia acabaria influenciando pouco a tarifa final por região, com variações entre -4% a +3%, demonstrando que, a princípio, os impactos tarifários podem ser harmoniosamente mitigados de maneira a permitir a adoção de um P_{MIX} unificado no país, mecanismos apropriados para imprimir a razoabilidade econômica desejada.

Neste sentido, para viabilizar a formação do P_{MIX} único, a EDP defende o estabelecimento de um Agente Centralizador de contratos, cujo papel será a representação das concessionárias de distribuição perante as geradoras, quando da celebração dos contratos regulados.

É importante mencionar que a adesão à centralizadora de contratos não constitui violação da esfera de direitos econômicos dos agentes, uma vez que não altera os montantes a receber ou a pagar. Consequentemente, não constituirá violação aos princípios da autonomia e da segurança jurídica, determinar, no texto da lei, a obrigatoriedade da adesão, até porque conta com o efeito benfazejo de garantir a eficiência do modelo proposto.

Contribuição Jurídica

Analisando a proposta do MME colocada na Consulta Pública 036/2017 pelo prisma jurídico, faz-se mister apontar os seguintes aspectos, considerados importantes para a consecução da proposta.

Inicialmente, vale lembrar que o Decreto 2.655/98 estabelece, em seu art. 21, a necessidade de que cada usina hidroelétrica tenha um montante de energia assegurada, hoje definido como a Garantia Física, que será utilizado como referência para a contratação de energia e deverá ser revisto a cada cinco anos.

“ Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

§ 1º (Revogado pelo Decreto nº 5.287, de 2004)

§ 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.

§ 3º A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema, nos termos deste regulamento.

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

§ 5º As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

§ 6º A alocação da energia assegurada, de que trata o caput, e as revisões previstas nos §§ 4º e 5º, propostas, em conjunto pelo GCOI e GCPS e seus sucessores, serão homologadas pela ANEEL. ”
(Grifos nossos)

Ademais, a disposição normativa é explícita em limitar o montante de revisão, quando importar redução, a 5% com relação ao valor da última revisão e a 10% do montante inicial, durante o período de concessão da usina hidrelétrica.

Assim, frente a proposta em tela, a saber, a revisão dos montantes de garantia física sem a aplicação de qualquer trava, encontramos afronta ao dispositivo.

Para solucionar a questão, o documento intitulado “Avaliação dos Limites de Revisão de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas”, emitido pelo GT-MRE, aponta a parte final do §5º, que fixa os limites de revisão para o período compreendido como o prazo de uma concessão, conforme pode ser observado:

“Ao fim do prazo de concessão, todavia, não há restrições para o cálculo de revisão de garantia física. Assim, a nova outorga de um mesmo empreendimento pode ser ajustada plenamente. Entretanto, no processo de renovação das concessões de usinas hidrelétricas pelo regime de cotas de garantia física, nos termos da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, não se aplicou qualquer revisão da garantia física de energia dos empreendimentos envolvidos no processo. E, recentemente, na Revisão Ordinária de Garantias Físicas de Energia, foram respeitados os limites previstos no Decreto nº 2.655/1998, uma vez que a nova outorga associada à renovação, já se havia iniciado. Isso acabou mantendo no MRE defasagens individuais de garantia física que poderiam ter sido mitigadas, o que

aumenta os riscos compartilhados por todos os participantes e enseja compensação da defasagem por meio da energia de reserva.”

Ora, à primeira vista a argumentação parece justificar a revisão de garantia física sem qualquer limitação, o que a proposta chama de “violação” do decreto. No entanto, ao analisar de maneira mais aprofundada a questão, este argumento se apresenta como insuficiente.

De plano, deve-se analisar o argumento central da proposta, o de que o limite imposto pelo Decreto nº 2.655/98 não seria aplicável em função da prorrogação ou da licitação desses ativos.

Da leitura da parte final do §5º do art. 21, em especial a expressão “durante a vigência deste [contrato de concessão]”, é possível alcançar o entendimento defendido na proposta. Assim, ao final da concessão, quando de uma prorrogação ou reversão de uma usina hidroelétrica, a sua garantia física pode ser revista para além dos limites prescritos no decreto.

Todavia, a situação fática em tela é outra. As usinas cotistas atuais foram prorrogadas ou licitadas entre 2012 e 2015, ou seja, não estão no momento de prorrogação ou licitação. Pelo contrário, esses ativos encontram-se com contratos de concessão assinados, com extratos publicados em diário oficial e, portanto, à exceção do final do §5º não se aplica.

Ou seja, não há respaldo jurídico na atual redação do decreto para que sejam removidos os limites de 5% e 10% para revisão de garantia física de empreendimentos de geração hídrica.

Lógica semelhante deve ser empregada ao analisar a situação da usina de Itaipu, que não foi objeto de qualquer prorrogação ou licitação desde sua construção.

Por consequência, é inviável que, com base no arcabouço jurídico vigente, seja alterada a garantia física de empreendimentos, em qualquer regime jurídico, sob o argumento de que no momento da prorrogação ou licitação, tal alteração não foi realizada.

Não é razoável, em um estado de direito que visa a estabilidade normativa, a admissão de alterações significativas após a realização do fato. Tal conduta significa violar o princípio da segurança jurídica, conforme explicado a seguir.

Ao término das concessões de que trata a Lei 12.783/13, os empreendedores, sejam eles privados ou estatais, optaram pela prorrogação com base nas condições apresentadas pelo Poder Concedente, e a garantia física do empreendimento é um dos parâmetros essenciais de um ativo de geração.

Portanto, a alteração da garantia física significa romper os termos da prorrogação ou licitação. Fica evidenciado que simplesmente “violar” o decreto 2.655/98 é ilegítimo.

Além da ruptura jurídica, destaca-se a instabilidade que tal solução geraria, pois se neste caso a proposta trata apenas das usinas em regime de cotas de garantia física e potência

e de Itaipu, não restariam garantias para que, futuramente, a mesma “violação” não seja realizada em produtores independentes de energia elétrica.

E mais, esta não é a única dificuldade jurídica que se identifica.

Compete apontar que as usinas em regime de cotas de garantia física e potência são encontradas em pelo menos três formatos distintos: (i) aquelas prorrogadas por força da lei 12.783/13; (ii) aquelas licitadas nos mesmos termos; e (iii) aquelas licitadas no regime da Lei 13.203/15.

As primeiras e segundas, prorrogadas ou licitadas integralmente no regime de cotas de garantia física e potência, são remuneradas por meio de uma Receita Anual de Geração (RAG), que deve, isoladamente, cobrir os custos de operação e manutenção do ativo, bem como remunerar o gestor da usina.

Já aquelas licitadas após as mudanças impostas pela Lei 13.203/15, recebem RAG sobre um percentual da Garantia Física do empreendimento, a saber, 70%, e tem no restante a possibilidade de livre negociação, nas mesmas regras dos produtores independentes de energia elétrica, no que podemos classificar como um regime híbrido.

No que tange à RAG, essa é uma receita anual, ou seja, um montante de recursos que a companhia deve receber, que independe da garantia física do empreendimento. Ou seja, alterar a garantia física não significa uma mudança na esfera de direitos econômicos dos agentes remunerados integralmente pela RAG.

Para as usinas em regime híbrido, uma redução na sua garantia física significaria uma perda na parcela de sua energia destinada à livre comercialização, com consequente perda de valor econômico. Destaca-se que essas usinas tiveram seu benefício econômico valorado quando da licitação e os empreendedores vencedores pagaram uma bonificação pela outorga.

Assim, a alteração da garantia física das usinas cotistas que foram licitadas no modelo denominado híbrido impacta negativamente a esfera de direitos econômicos desses agentes. Uma possível solução para a questão seria alocar toda a variação na garantia física à parcela cotista, mantendo o montante disponível para comercialização inalterado.

Com base nos dados publicados pela EPE, a proposta parece contemplar somente as usinas que sejam integralmente cotistas, o que mitigaria a violação dos direitos econômicos dos agentes afetados. Ainda assim, é crucial explicitar essa diferenciação, para garantir a estabilidade e previsibilidade do mecanismo.

Diante do exposto, as dificuldades jurídicas apresentadas poderiam ser superadas mediante a alteração da redação do decreto presidencial, caracterizando a **excepcionalidade** da atual proposta, resguardando os direitos econômicos dos agentes afetados e tratando-os com isonomia.

Por fim, compete destacar que as alterações propostas podem ter consequências quando da privatização dos ativos, em linha com a proposta do MME na Consulta Pública nº 033, que prevê a descotização via transformação do regime jurídico de cotas de garantia física e potência para o de produção independente.

Conclusão

A EDP defende que o MRE resgate seu conceito original e compartilhe apenas os riscos de natureza estritamente hidrológica entre os geradores participantes, deixando de assumir impactos em prol da segurança do sistema, como: (i) geração fora da ordem de mérito elétrico e energético (GFOM); (ii) geração de energia de reserva; (iii) atraso no sistema de transmissão; (iv) uso das interligações para compensar intermitência, dentre outros fatores.

Neste contexto, a EDP defende que o MME realize um estudo minucioso sobre todas as variáveis externas ao MRE que estão, de maneira equivocada, impactando este mecanismo. A proposta de reajustar a garantia física das usinas cotistas e de Itaipu solucionará apenas parte do problema.

Por meio das simulações elaboradas, é possível observar que esta medida proporcionará ganhos sistêmicos ao Setor Elétrico Brasileiro.

Os agentes de geração não serão impactados financeiramente, pois suas receitas não estão atreladas à garantia física.

Os agentes de distribuição serão beneficiados, uma vez que tal medida pode diminuir os níveis da sobrecontratação de energia.

Os agentes de consumo terão o efeito de um possível aumento no valor final das tarifas neutralizados pelo fim da assunção do risco hidrológico referente a esta parcela de energia.

Por outro lado, apesar dos visíveis benefícios, deve-se considerar que, de acordo com o Decreto nº 2.655/1998, a revisão da energia assegurada deve ser realizada a cada cinco anos ou na ocorrência de fatos relevantes, com limite de redução de 5% a cada revisão e de 10% do total valor original ao longo da concessão.

Desta maneira, para que se possa aplicar as medidas proposta na presente Consulta Pública, é imprescindível alteração da redação do decreto presidencial, caracterizando a excepcionalidade da atual proposta, resguardando os direitos econômicos dos agentes afetados e tratando-os com isonomia.

Assim, para solucionar parte dos desafios envolvendo o MRE, **a EDP considera benéfica a proposta de violar os limites de revisão de garantia física para as usinas cotistas e Itaipu.**

Contudo, pensando no aprimoramento do modelo do setor elétrico, a EDP defende:

- (i) A centralização da contratação da geração, em relação aos aspectos operacionais de faturamento e pagamento;
- (ii) A adoção de um Preço Médio de Energia (P_{MIX}) único para o Brasil envolvendo todos os contratos regulados, como forma de promover a racionalidade

econômica ao custo da energia, bem como para corrigir injustiças tarifárias que alocam custos e riscos diferenciados aos consumidores; e

- (iii) Qualquer empreendimento em regime de cotas possa migrar para o regime de produção independente, com destinação integral do benefício econômico-financeiro adicionado pelos novos contratos de concessão à CDE, para mitigação dos efeitos tarifários e para redução dos encargos aos consumidores.